

На данный момент на территории РФ эксплуатируется больше 1000 нефтегазоконденсатных месторождений, на которых происходит добыча ПНГ [3]. Метод утилизации ПНГ, связанный с закачкой в нефтеносные пласты для увеличения нефтеотдачи, крайне редко встречается на всех этих месторождениях в связи со своей высокочувствительностью. Но стоит обратить внимание на крупное нефтегазоконденсатное месторождение на Дальнем Востоке страны – Талаканское. Оно характеризуется сложным геологическим и тектоническим строением залежей и при этом имеет аномально низкие значения пластового давления. Из добываемых 900 млн. кубометров нефтяного газа 500 млн. кубометров закачиваются обратно в нефтяные пласты для поддержания необходимого пластового давления, а остальные 400 млн. кубометров направляются для генерации электроэнергии, которая питает как само месторождение, так и объекты инфраструктуры за его пределами [4]. Лицензия на разработку данного месторождения принадлежит компании “Сургутнефтегаз”. Данная компания является лидером среди всех российских компаний по уровню полезного использования ПНГ – более 99 % [5].

У каждого месторождения имеются индивидуальные геологические и промысловые характеристики и поэтому однозначного подхода к рациональному использованию ПНГ не существует. Но до сих пор высокие показатели по утилизации ПНГ удерживаются благодаря передовым нефтедобывающим регионам, когда на отдалённых и труднодоступных месторождениях этот показатель значительно ниже. Для решения этой проблемы необходима срочная реализация новейших проектов по внедрению новой инфраструктуры, строительству новой газотранспортной сети газоперекачивающих заводов, что может быть достигнуто только благодаря комплексному сотрудничеству трёх сторон: правительства, бизнеса и общественности. Особенно остро это касается малых независимых нефтедобывающих компаний, у которых отмечается отсутствие специализированной транспортной инфраструктуры и экономических стимулов. Одним из механизмов государственной поддержки данных компаний должно стать развитие государственно-частного партнёрства, наряду с соответствующими стимулирующими мерами налогового и кредитно-денежного регулирования.



Рис. 2 Направления использования ПНГ в России за 2017 г.

Литература

1. Knizhnikov A.Yu., Tetelmin V.V., Bunin Yu.P. The analytical report on a problem of use of associated petroleum gas in Russia. – М.: World Wildlife Fund (WWF), 2015. – 62 p.
2. Kyrushin P.A., Knizhnikov A.Yu., Kochi K.V., Puzanova T.A., Uvarov S.A. Associated petroleum gas in Russia: «It is impossible to burn, to overwork!» : The analytical report on economic and ecological costs of combustion of associated petroleum gas in Russia. – М.: World Wildlife Fund (WWF), 2013. – 88 p.
3. Knizhnikov A.Yu., Ilyin A.M. Problems and the prospects of use of associated petroleum gas in Russia – 2017. –М.: World Wildlife Fund (WWF), 2017. – 32 p.
4. Талаканское месторождение – технологии третьего тысячелетия [Электронный ресурс] URL: <https://ecoknowledge.ru/15113-talakanskoe-mestorozhdenie-tehnologii-tretego-tysyacheletiya/>
5. (дата обращения 20.02.2019).
6. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России- №1, 2018.

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ АЗИМУТА ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН

К.В. Цивелев

Научные руководители: доцент О.С. Чернова¹, начальник отдела Д.Н. Михайлов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия

Значительное количество добывающих скважин со временем становятся хорошими кандидатами для повторного гидравлического разрыва пласта (ГРП), но при этом с каждым годом число потенциальных скважин-кандидатов с рентабельным эффектом по дебиту нефти становится всё меньше и меньше. Одной из возможных причин увеличения продуктивности данных скважин является переориентация трещин ГРП при повторных операциях. Соответственно, актуальность работы обусловлена возможностью увеличения потенциала действующего фонда скважин после проведения повторных ГРП за счёт переориентации трещин ГРП.

Целью данного исследования является создание решения для получения переориентированной трещины ГРП, оценка влияния данного решения на успешность работ при повторных ГРП, подбор скважин-кандидатов в периметре месторождений ООО «Газпромнефть-Восток», а также расчет прироста дебита нефти и экономической эффективности.

При анализе действующего фонда скважин на месторождениях 87 лицензионного блока появилось предположение по поводу возможности увеличения потенциала действующих скважин за счет проведения двух стадий повторного ГРП на стандартных наклонно-направленных скважинах.

Была выдвинута следующая гипотеза: проведение серий из двух подряд стадий повторного проппантного ГРП создаст 2 разнонаправленные трещины, в результате чего возможно увеличение потенциала действующих скважин, коэффициента охвата и, соответственно, коэффициента извлечения нефти.

Данное предположение удалось проверить в декабре 2017 года при выполнении повторного ГРП на одной из скважин Шингинского месторождения. Во время первой работы было закачено 48 тонн проппанта, а на следующий день была выполнена вторая работа в объеме 69 тонн. В итоге у скважины выявился потенциал, который в значительной степени выше, чем у других подобных скважин с проведением одной стандартной операции. Данный результат объясняется тем, что во время закачки первой стадии заполнили наиболее отработанную зону, а вот вторая трещина «пошла» в другую, менее отработанную зону. Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства Шингинского месторождения, можно сделать вывод, что изменение азимута ориентации трещины ГРП значительно влияет на потенциал скважины.

Дальнейшие опытно-промышленные работы были выполнены в октябре-ноябре 2018 года на Шингинском месторождении, где также удалось получить положительный результат.

Окончательное подтверждение успешности выполнения 2-стадийных повторных операций ГРП позволит поддерживать, либо вовсе увеличить уровень добычи от геолого-технических мероприятий на базовом фоне при существующей тенденции к уменьшению скважин-кандидатов для проведения повторных ГРП.

Литература

1. Латыпов И.Д. Исследование явления переориентации азимута трещины повторного гидроразрыва пласта. Латыпов И.Д., Федоров А.И., Никитин А.Н. Нефтяное хозяйство, 2013. – 74-78 С.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРНО-ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.С. Чемякин, А.В. Сидоренко, А.А. Кустубаев

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время нефтяная промышленность России характеризуется тем, что большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки. В связи с этим наблюдается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин.

Добыча парафинистых нефтей связана с осложнениями в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Данная проблема формируется посредством образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [3]. Также осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений усиливается образованием эмульсий нефти с сопутствующей пластовой водой.

Одним из перспективных методов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химическое воздействие посредством дозирования ингибиторов парафинообразования. Данный метод имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, а эффект действия реагентов имеет продолжительный характер. В основе действия ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла оборудования или трубопровода, нефть – дисперсная фаза [2].

В данной работе представлено определение наиболее подходящих ингибиторов парафиноотложений и подбор концентраций для снижения вязкости нефти Южно – Майского месторождения Томской области. Оценкой эффективности ингибиторов парафинообразования являются результаты лабораторных испытаний на ротационном вискозиметре Brookfield DV-II+PRO: на сколько понижается вязкость нефти с добавлением ингибитора при определенной температуре [1].

Исследования проводились с образцами нефти Южно – Майского нефтяного месторождения, физико-химические свойства которой представлены в таблице (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефти

Образец	ρ , кг/м ³ , при 20 °С	Тз. нефти, °С	Содержание в нефти, % мас.		
			парафины	смолы	асфальтены
Нефть Южно-Майского месторождения	832,5	-9,2	10,14	6,93	0,64

В качестве ингибиторов парафинообразования исследовались два реагента в различных концентрациях, которые представлены в таблице (табл. 2).